



Clasificadora de Riesgo

STRATEGIC ALLIANCE WITH



Insight beyond the rating.

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa)



Informe de Clasificación Mayo de 2009

La opinión de ICR Chile Clasificadora de Riesgo, no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento.

El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información pública remitida a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las bolsas de valores y en aquella que voluntariamente aportó el emisor, no siendo responsabilidad de la clasificadora la verificación de la autenticidad de la misma.

Clasificación

Instrumento	Clasificación	Tendencia
Líneas de Bonos N° 301, 397 y 398	AA	Estable

Analista responsable: Leonardo Sánchez

Estados Financieros: 31 de diciembre de 2008

Resumen de Clasificación

ICR Clasificadora de Riesgo Ltda., clasifica en Categoría AA, con Tendencia “Estable” las Líneas de Bonos N° 397, 398 y 301, de la Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa).

La clasificación se sustenta sobre la base de que la empresa se encuentra inserta en una industria de bajo riesgo operacional, debido a su condición de monopolio natural y a que gran parte de sus principales variables se encuentran acotadas o son altamente predecibles. Además la compañía opera en zonas de concesión definidas por ley, por lo tanto las filiales de distribución de Saesa no presentan competencia relevante en las zonas de su concesión.

Además, Saesa presenta una sólida y ordenada situación financiera, con una fuerte y estable capacidad operacional para generar flujos de caja, con favorables indicadores de coberturas de intereses y deudas. Hecho que se ha visto reflejado sobremedida en los covenants que resguardan a los tenedores de Bonos de la sociedad, los cuáles presentan bastante holgura respecto de sus máximos permitidos. En la misma línea, la compañía cuenta con fuentes de pago adicionales, hasta el año 2012, para la amortización de los Bonos serie E.

A su vez, Saesa presenta aislamiento de su matriz, es decir, debido a las limitaciones establecidas en los contratos de bonos Saesa no se ve afectado por eventuales problemas crediticios que pueda tener su controlador

Por otra parte, la compañía cuenta con un directorio y con altos ejecutivos de vasta experiencia en la industria eléctrica. Este hecho ha permitido que la compañía opere con un alto grado de estabilidad, lo cual asegura la adopción de políticas consistentes en el tiempo, como por ejemplo, la mejorar en los estándares de calidad de servicio.

Definición de Categoría

Categoría AA

Corresponde a las obligaciones de compañías de seguros que presentan una muy alta capacidad de cumplimiento de sus obligaciones en los términos y plazos pactados, cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en la compañía emisora, en la industria a que pertenece o en la economía.

Fortalezas y Debilidades

Fortalezas

- Bajo riesgo operacional de la industria: Debido a su condición de monopolio natural y a que gran parte de sus principales variables se encuentran acotadas o son altamente predecibles, como el nivel de demanda, la oferta requerida, el margen de contribución y la lealtad de los clientes.
- Las empresas cuentan con zonas de concesión definidas por ley. Por lo tanto, las empresas de distribución de Saesa no tienen competencia relevante para clientes regulados en sus zonas de concesión. Saesa, opera en la zona sur del país, entre las regiones VIII y XI, zona que se ha caracterizado por un fuerte desarrollo, debido principalmente a la industria forestal y salmonera.
- Sólida y ordenada situación financiera, con una fuerte y estable capacidad operacional para generar flujos de caja, con favorables indicadores de coberturas de intereses y deudas.
- Holgura en el cumplimiento de los covenants que resguardan los intereses de los tenedores de bonos.
- Fuentes de pago adicional hasta el año 2012 para la amortización de los Bonos series E de Saesa.
- Consistencia en el management: La administración del Grupo se ha mantenido estable, asimismo la estructura operacional descentralizada y la gestión centralizada del Grupo, le ha permitido maximizar sinergias y economías de escala.
- Mejora significativa en los estándares de calidad de servicio de las empresas del Grupo Saesa.
- Aislamiento respecto a su matriz. Debido a las limitaciones establecidas en los contratos de bonos Saesa no se ve afectado por eventuales problemas crediticios que pueda tener su controlador. Es decir no se vería afectado por el cambio de controlador producto del actual proceso de venta

Riesgos/Debilidades Industria

- Procesos de fijación tarifaria de distribución y de servicios asociados a la distribución.
- Modificaciones al marco regulatorio existente.

Antecedentes y Actividades de Negocios

Sociedad Austral de Electricidad S.A. es la principal empresa del denominado Grupo Saesa, grupo de empresas eléctricas conformado por Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., empresa matriz del Grupo, Inversiones PSEG Americas Chile Holding Ltda., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), PSEG Generación y Energía Chile Limitada (PSEG Generación), y las filiales de Saesa, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen), Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (Luz Osorno) y Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA). Grupo Saesa es el principal distribuidor de energía eléctrica en la zona sur del país, y el tercero a nivel nacional, atendiendo a 616 mil clientes en su zona de concesión.

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. En conjunto con sus filiales, Edelaysen y Luz Osorno, Saesa atiende a un total de 350 mil clientes en un área que comprende desde la provincia de Cautín, IX Región, hasta Villa O'Higgins, XI Región, participando también en el negocio de transmisión eléctrica a través de STS y comercialización de energía, a través de SGA.

Saesa se constituyó en 1926 como una pequeña empresa privada que suministraba energía eléctrica a las localidades de Lebu, Arauco y Carampangue en la provincia de Arauco, VIII Región. En 1929, Saesa extendió sus servicios a las ciudades de Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.

En 1981, a través de un proceso de licitación pública, Copec se convierte en el accionista mayoritario de Saesa, adjudicándose el 87,5% del capital accionario de dicha sociedad. Posteriormente, en 1995, Copec aumentaría su participación a 93,88%. También en 1981, Copec adquiere la participación accionaria de Endesa en Frontel, y luego, en 1982, Saesa compra a Copec el 70% de Frontel. Ese mismo año, la sociedad Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen), nace como una filial de Endesa.

En 1983, Edelaysen se transforma en una sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.

Con una posición consolidada en la distribución de energía eléctrica, Saesa incursiona en el año 1990 en la actividad de transmisión. En 1994, Saesa se asocia con Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelec), para crear la sociedad Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), con una participación accionaria del 60% y 40%, respectivamente. Con ello, Saesa continúa afianzando sus actividades de transmisión. Posteriormente, en 1996, Saesa adquiere el 39,9% de las acciones de STS en manos de Transelec, alcanzando una participación de 99,9% en el capital de STS. También en 1996, el consorcio Sodielec, en el que Saesa tiene una participación del 50%, se adjudica el 90% de las acciones de la sociedad argentina Empresa de Energía Río Negro S.A. (Edersa), compañía que distribuye, genera y transporta electricidad en la provincia de Río Negro, Argentina, zona adyacente al área de influencia de Saesa en Chile.

En 1997 Sodielec compra el 10% adicional de Edersa, pasando a ser su único accionista. En 1998, Saesa se adjudicó el 90,11% de las acciones de Edelaysen en el proceso de licitación pública iniciado por CORFO.

En 1999, Saesa adquiere el 99,90% de las acciones de Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (Luz Osorno), que concentraba todos los activos de distribución de la Cooperativa Eléctrica de Osorno, lo que permite a Saesa expandir sus actividades en la X Región. También en 1999, STS adquiere instalaciones de transmisión de Saesa y Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., aumentando significativamente su presencia en la provincia de

Osorno y en la X Región hacia Chiloé.

En el año 2000, Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV. Ese mismo año, Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelayesen que habían quedado en poder de CORFO, aumentando su participación a 91,67% en la propiedad accionaria de dicha sociedad.

En agosto de 2001, Public Service Enterprise Group (PSEG), a través de Inversiones PSEG Chile I Limitada, adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran de propiedad de Copec y, en los meses siguientes a la adquisición, se realizaron una serie de reestructuraciones societarias que culminaron en la estructura actual del Grupo Saesa.

En diciembre del año 2001 se divide Saesa y nace de dicha división una nueva sociedad, Sociedad Austral de Electricidad II S.A. (Saesa II), a la que se le asignaron las acciones de Frontel de propiedad de Saesa, representativas de un 82,93% del capital accionario de dicha sociedad.

El 16 de enero de 2002, Inversiones PSEG Chile I Ltda. se dividió en Inversiones PSEG Chile I Ltda. e Inversiones PSEG Chile II Ltda. En virtud de dicha división se le asignaron a Inversiones PSEG Chile II Ltda. las acciones de Saesa II, quedando, en consecuencia, Inversiones PSEG Chile I Ltda. con el 99,83% en Saesa, e Inversiones PSEG Chile II Ltda. con el 82,93% de Frontel en forma indirecta.

El 24 de ese mismo mes, se acuerda dividir PSEG Chile Holding S.A. en dos sociedades, PSEG Chile Holding I S.A., (Holding I), continuadora legal de la sociedad dividida, y PSEG Chile Holding II S.A., (Holding II), sociedad a la cual se le transfirieron los derechos sociales que la sociedad dividida tenía en la sociedad Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando así a ser matriz indirecta de las sociedades Saesa II y Frontel.

Con fecha 30 de enero de ese mismo año, se acordó, por un lado, la fusión por incorporación de Saesa e Inversiones PSEG Chile I Ltda. en Holding I, la que pasaría a denominarse "Sociedad Austral de Electricidad S.A." (actual Saesa) y, por otro lado, la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Ltda., en Holding II, la que pasaría a denominarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (actual Frontel), fusiones que se concretaron el 31 de julio de 2002.

A partir de la división de STS, en junio de 2003 se creó la filial Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA), destinada a desarrollar el negocio de comercialización de energía eléctrica, que hasta esa fecha realizaba STS.

En marzo de 2003 Saesa adquirió el 99,9% de las acciones de Sociedad Austral de Electricidad Overseas Ltd. (Saesa Overseas"), sociedad constituida en las Islas Caymán a la que se aportaron la totalidad de las acciones de Edersa de propiedad de Saesa. Durante el último trimestre de ese año, el Directorio de Saesa Overseas acuerda vender la inversión que mantenía en Edersa en consideración a la situación de incertidumbre económica que vivía Argentina y, a fines del mismo año, Saesa efectuó un cargo a resultados por el total de la inversión en Saesa Overseas, castigando el total de la inversión en Argentina.

Adicionalmente, en 2005 culminó con éxito el proceso de financiamiento de largo plazo, con la capitalización de US\$141 millones y la emisión de bonos E y F por un total UF

4.500.000.

Con fecha 22 de septiembre de 2006, se celebró un convenio de compraventa de acciones por medio del cual se acordó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Saesa Overseas, dueña a su vez del 50% de acciones de Edersa, que hasta la fecha estaban en manos del Grupo Saesa. Esta venta se concretó durante el 2006.

Además, durante el año 2007, se obtuvo un contrato por 1.800.000 UF, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de SAESA. En diciembre de ese año se materializó la primera colocación de 300.000 UF.

Finalmente, El 24 de julio del año 2008 el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa, conglomerado al que pertenece Frontel.

A continuación se presenta el detalle de las principales filiales de Saesa.

- Saesa Individual: En forma individual, Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, IX Región, y Palena, X Región, atendiendo junto a su filial Luz Osorno a cerca del 95% de la demanda. Participa además en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con más de 200 km. de líneas de 110 KV y 20 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.
- STS: Sistema de Transmisión del Sur S.A. es la filial de Saesa, a través de la cual se desarrolla el negocio de transmisión. Presta servicios de transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones VIII, IX y X. Además presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.
- Edelayesen: Empresa Eléctrica de Aysén opera en los sectores de generación, transmisión y distribución en la provincia de Palena, X Región, y en la XI Región, a través de 6 sistemas aislados: Aysén, Palena, General Carrera, Cisnes, Las Huichas y Villa O'Higgins. Además, vende energía a Saesa en la provincia de Palena.
- Luz Osorno: Compañía Eléctrica Osorno S.A. distribuye energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue. Sus principales proveedores de energía son Saesa y SGA.
- SGA: Sociedad Generadora Austral S.A. tiene como objeto el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la adquisición de los mismos. Asimismo, presta servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantención y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades relacionadas.

Estructura de Propiedad y Administración

Tras la adquisición del Grupo Saesa por parte del Consorcio formado por Ontario Teachers Pension Plan (OTPP) y Morgan Stanley Infraestructure, la estructura de propiedad de la Sociedad quedó conformada de la siguiente manera. Frontel, es controlada por Inversiones Los Lagos Ltda., la cual a su vez es filial de Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Nombre	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	% de propiedad
INVERSIONES LOS LAGOS LIMITADA	8.514.880.806.818	8.514.880.806.818	99,99%
RETIRO ACCIONES TRASPASADAS A SAESA	187.680.000	187.680.000	0,00%
SOCIEDAD INMOBILIARIA RAHUE LTDA	116.940.000	116.940.000	0,00%
MSIP CONDOR	113.543.182	113.543.182	0,00%
MANICKE FERRE MAROLA JESUS	55.650.000	55.650.000	0,00%
FINKELSTEIN VELIZ CLARA LEA	40.230.000	40.230.000	0,00%
INVERSIONES CORRENTOSO LTDA	37.080.000	37.080.000	0,00%
CORTES CRUZ GASTON	31.140.000	31.140.000	0,00%
INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.	30.240.000	30.240.000	0,00%
BRAVO MICHELL CLODOMIRO	25.080.000	25.080.000	0,00%
CONCA HNOS LTDA	22.440.000	22.440.000	0,00%
RADIODIFUSORAS AUSTRALES SOC. LTDA.	19.470.000	19.470.000	0,00%
TOTAL	8.515.560.300.000	8.515.560.300.000	99,99%

En términos de Directorio, este es común para Frontel y Saesa, y se encuentra compuesto de la siguiente manera:

Nombre	Cargo
WATT JOHN	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
KERR KEVIN DAVID	VICEPRESIDENTE DEL DIRECTORIO
PURCELL STACEY LEANNE	DIRECTOR
ERRAZURIZ DOMINGUEZ PEDRO PABLO	DIRECTOR
COBEN LAWRENCE S.	DIRECTOR
LESSER GARCIA-HUIDOBRO JORGE	DIRECTOR
RAHMATHULLA ADIL	DIRECTOR

En tanto, la administración, que también es común para las sociedades Frontel y Saesa, se encuentra compuesta por:

Nombre	Cargo
Francisco Mualim Tietz	Gerente General
Francisco Quintana Lavados	Gerente de Operaciones
Francisco Alliende Arriagada	Gerente de Adm. y Finanzas
Sebastián Sáez Rees	Gerente Legal
María Dolores Labbé Daniel	Subg. de Recursos Humanos
Jorge Castillo Quiroz	Subg. Auditoría Interna

La Industria Eléctrica en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una

recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 36 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda que se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos, SING, SIC, Aysén y Magallanes.

1. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): El SING abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. La capacidad instalada es 99% de origen térmico y alcanzaba a 3.595,8 MW a diciembre de 2006.
2. El Sistema Interconectado Central (SIC): El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica (57%) y alcanzaba a 8.273,6 MW en diciembre de 2006. Más del 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico.
3. El Sistema Eléctrico de Aysén: Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 33 MW, que presenta una combinación termo hidráulica balanceada. La generación térmica es en base a petróleo diesel.
4. El Sistema Eléctrico de Magallanes: Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes, localizada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural. La potencia total alcanza a 65 MW.

Una vez presentados los 4 sistemas eléctricos presenten en Chile, se presenta una descripción de los distintos participantes del mercado eléctrico.

- **Generación:** Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.
- **Transmisión:** El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts. Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes. Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas.

En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales). La coordinación de la

operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

- **Distribución:** Reconocida su condición de monopolio natural, la actividad de distribución de energía eléctrica se presenta en Chile como una actividad regulada. La normativa vigente le asigna el carácter de actividad de servicio público, estando los operadores obligados a desarrollar las redes de distribución para dar suministro a quien lo solicite en sus respectivas zonas de servicio, establecidas formalmente como zonas de concesión.

En sus zonas de concesión, las empresas distribuidoras atienden a clientes libres y a clientes regulados. La tarifa de distribución de los clientes regulados se construye mediante la adición de los precios a los cuales las distribuidoras compran la energía y potencia al segmento generador, y de una componente de costo de distribución denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), que constituye la remuneración propiamente tal de la actividad. Las empresas distribuidoras no obtienen ningún margen de comercialización por el suministro de sus clientes regulados en tanto trasladan a éstos el precio de compra de la energía y potencia directamente como un pass-through. De este modo, su remuneración queda constituida por el VAD asociado a cada kilowatt o kilowatt-hora suministrado.

Para el abastecimiento de los clientes libres ubicados en sus zonas de concesión, las distribuidoras compiten con las empresas generadoras, en cuyo caso la distribuidora compra la energía y potencia requerida a un precio libremente pactado con un generador. Las distribuidoras no están habilitadas para efectuar compras en el mercado spot. Por su parte, las operaciones de comercialización que efectúen los generadores con un cliente libre ubicado en la zona de concesión de una distribuidora determinada, deben remunerar a ésta por el uso de las redes de distribución respectivas a través del pago de un peaje de distribución regulado que es igual al VAD, y que es trasladado al cliente final como un pass-through.

El VAD se determina cada 4 años a través de un proceso regulado por ley, que se basa en la determinación de los costos medios eficientes - valor de reposición y costos de operación, mantenimiento y atención a cliente - de una empresa distribuidora modelo que atiende una zona de características dadas. El nivel tarifario así obtenido debe someterse a un proceso de verificación y eventual ajuste de modo de otorgar al conjunto de las empresas distribuidoras una rentabilidad en el rango de 6% al 14% calculada sobre el valor de reposición de los activos reales.

Marco Regulatorio

Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982)

Las normas específicas que regulan el sector eléctrico en Chile están contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1 de 1982, y en una serie de reglamentos que conforman un conjunto de normas subordinadas a dicho cuerpo legal.

El DFL N° 1 de 1982 sólo puede ser modificado en el Congreso Nacional, siendo sus modificaciones más relevantes las aplicadas mediante la Ley N° 19.940 de 2004 (Ley Corta

I), que reformó el marco regulatorio de la Transmisión, y la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II) que reformó el régimen de comercialización entre generadores y distribuidores para el suministro de los clientes regulados. Los reglamentos, por su parte, son elaborados por los organismos sectoriales del Poder Ejecutivo, y deben someterse a las disposiciones establecidas en la Ley.

Algunos organismos participantes en el mercado eléctrico son, entre otros:

- Comisión Nacional de Energía (CNE): es el organismo de mayor nivel en materia de energía dentro de la administración del Estado. Está a cargo de los siguientes aspectos: a) Proponer al Ejecutivo la política de energía y llevarla cabo. Monitorear el comportamiento del sector y proponer las leyes y reglamentos que sean pertinentes; b) aprobar o rechazar los estudios la factibilidad económica de los proyectos propuestos por las empresas estatales (actualmente sólo en el sector petróleo); c) Determinar los precios de electricidad que están sujetos a regulación. La CNE está constituida por un Consejo Directivo integrado por 7 ministros (Presidente de la CNE, Minería, Hacienda, Economía, Planificación, Defensa, Secretario General de la Presidencia).
- Ministerio de Economía: En lo relativo al sector eléctrico, el Ministerio de Economía tiene las siguientes funciones: a) emitir los decretos y reglamentos de las materias tratadas por la CNE. El Ministerio puede modificar los valores determinados por la CNE; b) otorgar concesiones, de acuerdo a los informes presentados por la CNE y la SEC.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): La SEC controla el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas de calidad de servicio y seguridad. Puede asimismo atender reclamos de usuarios y aplicar multas a productores, transportistas y distribuidores.
- Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC): El operador del sistema y administrador del mercado mayorista en cada sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo cuyo Directorio está conformado por representantes de las empresas generadoras, las empresas transmisoras y un representante de los grandes clientes industriales. El personal operativo de los CDEC es independiente de las empresas. La Ley de Electricidad y su Reglamento establecen las funciones de los CDEC, y su funcionamiento es supervisado por la CNE a través de informes periódicos que deben serle sometidos.
- Tribunal de la Libre Competencia: Es un organismo autónomo que recibe, estudia y sanciona las denuncias de colusiones, abuso de posición dominante, precios de dumping, publicidad engañosa y, en general, todo tipo de acción directa o encubierta que implique un atentado a la libre competencia, la libertad de precios y la transparencia de los mercados. El tribunal está integrado por 5 miembros, dos de los cuales son economistas, dos abogados, y un ministro de la Corte Suprema, que lo preside.
- Panel de Expertos: Corresponde al mecanismo de resolución de conflictos establecido a través de la Ley Corta I. Está formado por 2 abogados y 5 ingenieros o economistas con dedicación de tiempo completo, nombrados por 6 años y seleccionados por los miembros del Tribunal de la Libre Competencia. Su actividad consiste en resolver los conflictos que se presenten entre la CNE, o el Ministerio de

Economía, y los agentes del mercado eléctrico en relación con la aplicación de las normas establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus reglamentos. El Panel de Expertos también resuelve las discrepancias entre agentes del mercado eléctrico mayorista (miembros del CDEC).

- Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA): La CONAMA es el organismo estatal encargado de definir las políticas públicas relativas a la protección del medioambiente. Cada región del país tiene su propia Comisión Regional del Medioambiente (COREMA), que está encargada de aprobar todo nuevo proyecto en su respectiva región a través del sistema de estudios de impacto ambiental. Todos los proyectos del sector energía, producción, transporte, distribución, consumo industrial o cualquier otro aspecto, deben someterse a la aprobación por parte de la CONAMA y sus oficinas regionales. La CONAMA tiene la autoridad para establecer condiciones para aprobar un proyecto y verificar que todas sus exigencias sean debidamente cumplidas.
- Contraloría General de la República (CGR): Es el órgano del Estado, independiente del Poder Ejecutivo, que efectúa el control de legalidad de las actuaciones de este último. Los actos administrativos correspondientes a fijaciones tarifarias o dictación de reglamentos deben ser sancionados por la CGR antes de su puesta en vigencia.

En general, la legislación vigente establece como premisa básica, que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW e inferior a 2.000 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado).

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución, las pérdidas medias calculadas para una empresa modelo y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras que los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario (precio spot).

Nota1: El Precio de Nudo de la Energía corresponde a un promedio actualizado de los costos marginales esperados a cuatro años en cada sistema eléctrico, sustentados en un programa óptimo de inversiones que considera las centrales existentes, las centrales en construcción, y los costos de insumos y de tecnologías de generación que resultan los más convenientes y factibles de utilizar. El Precio de la Potencia de Punta, por su parte, es determinado por la CNE como el costo por kilowatt instalado de la unidad que abastece la demanda de punta en la forma más económica, y es el mismo utilizado para remunerar la capacidad firme de las unidades generadoras.

Nota 2: Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Análisis Financiero

Comentarios Previos

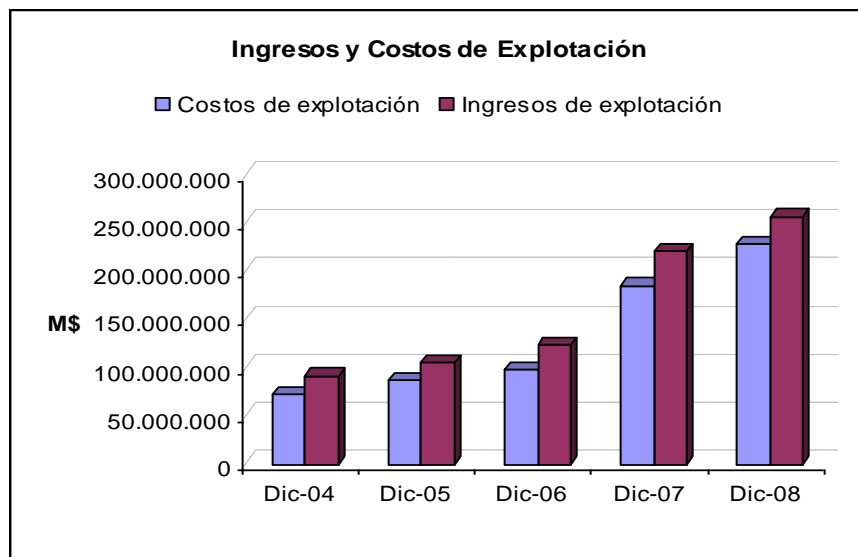
La compra a Copec de Saesa y Filiales (en ese entonces incluida Frontel) durante el año 2001, significó a PSEG (a través de PSEG Chile Holding S.A. y de Inversiones PSEG Chile I) desembolsar en primera instancia US\$ 433 millones. Sin embargo el financiamiento de la operación fue canalizado a través de PSEG Chile Holding S.A., para lo cual se realizó un aporte directo de Capital por US\$ 133 millones y otro aporte indirecto por US\$ 300 millones. Por estos restantes US\$ 300 millones se adquirieron dos deudas, una por US\$ 150 millones, correspondiente a un crédito senior y la otra también por US\$ 150 millones correspondientes a un crédito subordinado. Posteriormente, y como parte de la nueva estructura societaria, (separación de Saesa y Frontel), se dividió esta deuda, quedando Saesa con US\$ 115 millones de crédito senior y US\$ 115 millones de crédito subordinado, y Frontel con US\$ 35 millones de crédito senior y US\$ 35 millones de crédito subordinado.

Respecto al crédito senior, éste fue pagado durante el año 2003, tras un aumento de capital en Saesa por US\$ 71 millones y una colocación de bonos por U.F. 4,9 millones en el mercado local (el resto de los recursos obtenidos con estos fondos fueron destinados a pagar deuda de corto plazo y a refinanciar pasivos en dólares). La deuda subordinada, por su parte, fue capitalizada completamente entre los años 2004 y 2005.

Situación Financiera Saesa

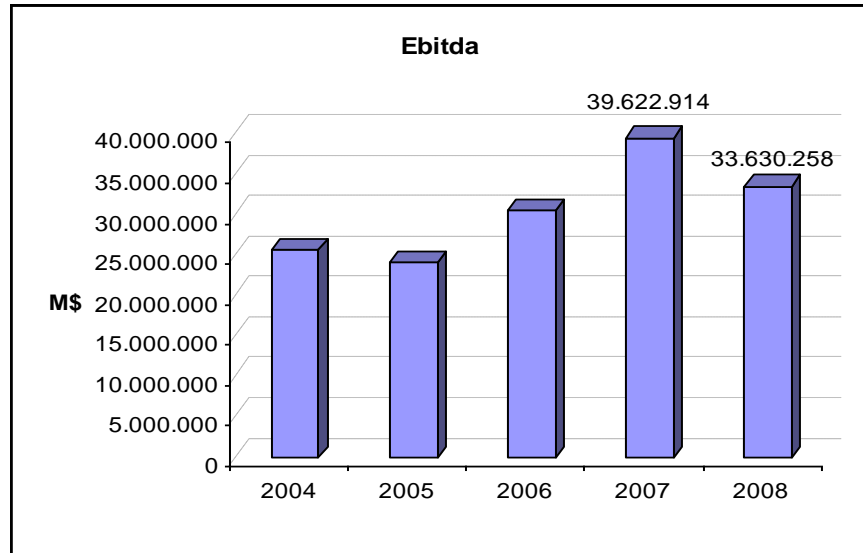
Dadas las condiciones monopólicas presentes en gran parte de la industria eléctrica chilena, se observa que los niveles de ingresos y costos de Saesa, en general siguen un patrón de comportamiento estable en el tiempo. Y si bien en algunos períodos (por ejemplo, los años 2004 y 2005), se produjeron eventos puntuales que hicieron variar la tendencia de los flujos de la compañía (aumentos en los costos de compra de energía y aumentos en los gastos operacionales dado el desarrollo de programas para mejorar la calidad de suministro), en la actualidad se ha retomado la senda de crecimiento y estabilidad. Respecto al año 2008, se aprecia que si bien hubo un importante aumento de éstos, el resultado operacional fue 22,5% menor que el acumulado a diciembre del año anterior, principalmente por menores márgenes de generación (MM\$ 7.833). El negocio de venta y compra de energía de la filial SGA bajó sus márgenes respecto del año anterior (MM\$ 8.059), debido principalmente a la disminución de las unidades vendidas. Adicionalmente, hubo mayores pagos de indemnizaciones por desvinculaciones relacionadas a centralización de funciones, provisión adicional de deudores por quiebra de clientes importantes y mayores gastos para mejoramiento del sistema eléctrico.

Lo anterior compensado parcialmente por: a) mejor margen del negocio de transmisión (MM\$ 2.489) y b) mejores márgenes de distribución por aumento en las ventas de energía en 2% (MM\$ 650) y precio de venta de distribución, y menores pérdidas (MM\$ 813).



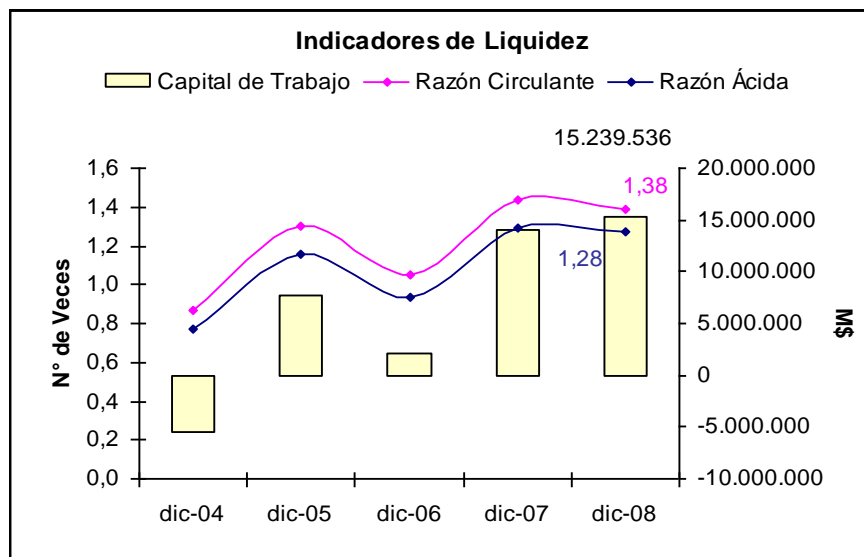
Por otra parte, el resultado no operacional se vio afectado por el impacto de la corrección monetaria y gastos financieros de la deuda en UF por MM\$ 1.143, respecto de igual período del año anterior, compensado parcialmente con el aumento de MM\$ 782 de los otros ingresos no operacionales.

En cuanto al Ebitda, dada la caída presentada durante el año 2008 en el resultado operacional, el indicador también cayó, alcanzando a igual período los MM\$ 33.630, cifra menor en un 15% al Ebitda del período anterior. De igual manera el margen ebitda del ejercicio 2008 (13,04%), presentó una caída en relación al año 2007, período en el cual el indicador alcanzó a un 17,9%.

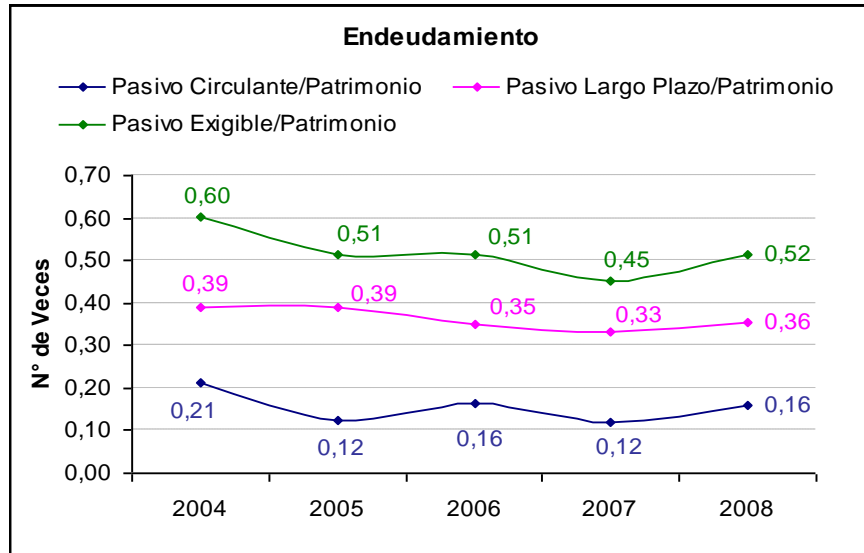


Respecto de algunos indicadores financieros, se aprecia por ejemplo que:

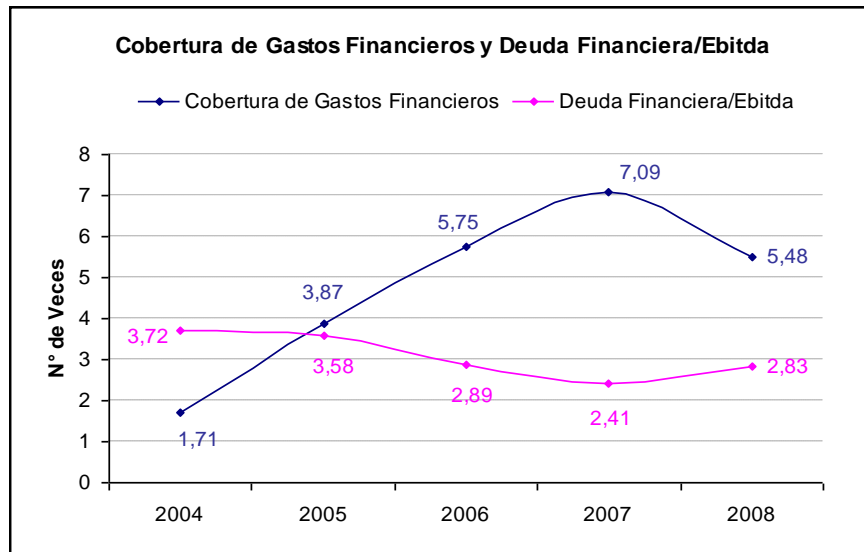
Indicadores de Liquidez: A partir del año 2004, con posterioridad al pago de una gran parte de la deuda de corto plazo existente en ese entonces (con recursos obtenidos de la colocación de bonos y de un aumento de capital de Saesa), se ha observado una tendencia favorable en los indicadores de liquidez de la compañía (razón corriente, razón ácida y capital de trabajo). Además, vale la pena señalar que dichos indicadores además de presentarse favorables en términos absolutos, también son favorables en términos relativos al compararlos con otras compañías de la industria.



Endeudamiento (Pasivo Exigible/Patrimonio): De igual manera, y debido a la capitalización de la deuda subordinada a partir del año 2004, se aprecia una caída considerable en los niveles de endeudamiento de la compañía, alcanzando en la actualidad niveles que no superan las 0,52 veces.



Cobertura de Gastos Financieros y Deuda Financiera/Ebitda: Finalmente, debido a la importante reestructuración financiera (reestructuración de deuda, básicamente disminución de la deuda y disminución de gastos financiero) que ha sufrido la compañía durante los últimos años, es que el indicador de cobertura de intereses aún cuando cayó durante el año 2008, ha presenta una tendencia al alza y por el contrario el indicador deuda financiera/ebitda presenta una tendencia a la baja, aunque también presentó un aumento durante el año 2008. De todas maneras vale la pena destacar que estos indicadores son sólidos al momento de evaluar la capacidad de pago de las obligaciones de la compañía y en particular de los instrumentos que están bajo análisis en este informe.



Principales Características de los Bonos Saesa

Bonos Serie E, con cargo a Línea 397

Nemotécnico	BSAES-E	Nombre Bono	SERIE E - 1º EMISION
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazos	8 (Años)	Monto Emisión	2.500.000
Fecha Emisión	30-10-2004	Fecha Vencimiento	30-10-2012
Tasa Anual Emisión	3.5 (%)	Pago Cupones	Semestral
Nº Bonos	5000	Valor Nóminal Bono	500
Fecha Ini. Dev. Int.	30-10-2004	Fecha Ini. Pago Int.	30-04-2005
Fecha Ini. Pago Cap.	30-04-2006	Nº Inscripción	397
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No contempla		
Tipo de Rescate	El emisor podrá rescatar en forma total o parcial los bonos de la serie a contar del día 30 de octubre del año 2005.		
Agente Colocador	I.M. TRUST	Agente Pagador	BANCO DE CHILE
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE	Agente Custodio	SIN INFORMACION

Bonos Serie F, con cargo a Línea 398

Nemotécnico	BSAES-F	Nombre Bono	SERIE F - 1º EMISION
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazos	25 (Años)	Monto Emisión	3.000.000
Fecha Emisión	30-10-2004	Fecha Vencimiento	30-10-2029
Tasa Anual Emisión	5.25 (%)	Pago Cupones	Semestral
Nº Bonos	6000	Valor Nóminal Bono	500
Fecha Ini. Dev. Int.	30-10-2004	Fecha Ini. Pago Int.	30-04-2005
Fecha Ini. Pago Cap.	30-04-2013	Nº Inscripción	398
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	No contempla.		
Tipo de Rescate	El emisor podrá rescatar en forma total o parcial los bonos de la serie a contar del día 30 de octubre del año 2012.		
Agente Colocador	I.M. TRUST	Agente Pagador	BANCO DE CHILE
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE	Agente Custodio	SIN INFORMACION

Bonos Serie G, con cargo a la Línea 301 (rescate los 15 de octubre de cada año; tasa: TAB UF 360)

Nemotécnico	BSAES-G	Nombre Bono	Serie G Nº 301
Rut Emisor	96956660-5	Moneda	U.F.
Plazos	11 (Años)	Monto Emisión	1.800.000
Fecha Emisión	04-01-2006	Fecha Vencimiento	15-10-2018
Tasa Anual Emisión	3.11 (%)	Pago Cupones	Anual
Nº Bonos	1800	Valor Nóminal Bono	1.000
Fecha Ini. Dev. Int.	15-10-2007	Fecha Ini. Pago Int.	15-10-2008
Fecha Ini. Pago Cap.	15-10-2018	Nº Inscripción	301
Tipo Bono	Corporativo	Tipo Documento	Desmaterializado
Tipo de Garantía	SIN GARANTÍA		
Tipo de Rescate	SIN INFORMACIÓN		
Agente Colocador	I.M. TRUST	Agente Pagador	BANCO DE CHILE
Rep. Tenedor Bono	BANCO DE CHILE	Agente Custodio	NO TIENE

Un hecho a destacar respecto de la emisión de Bonos Serie G (cuya primera colocación se llevó a cabo durante el mes de diciembre 2007, por un monto de U.F. 300.000), es que los recursos obtenidos de las colocaciones de la serie, serán destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos de la denominada "Serie E", colocados con cargo a la Línea de Bonos N° 397. Por lo tanto, la serie E presenta una fuente de pago adicional para la amortización de sus pagos.

Principales Resguardos

1. Nivel de endeudamiento individual y consolidado no superior a 1,25 veces: El covenant se cumple con holgura tanto para estados financieros individuales como consolidados.
2. Restricción a las operaciones con personas relacionadas
3. Restricciones al cambio de control
4. Mantener una capacidad de distribución de al menos 1.000 GWh por año

Resumen Financiero Saesa (M\$)	dic-04	dic-05	dic-06	dic-07	dic-08
Total Activos Circulantes	38.077.670	44.855.637	50.222.266	78.606.528	67.681.680
Total Activos Fijos	125.862.211	134.352.046	152.471.822	174.256.959	185.777.520
Total Otros Activos	142.543.073	140.495.033	154.040.333	152.373.948	138.187.422
Total Activos	306.482.954	319.702.716	356.734.421	405.237.435	391.646.622
Total Pasivos Circulantes	42.377.114	28.592.183	36.876.915	46.193.138	50.233.733
Total Pasivos a Largo Plazo	74.248.962	81.925.090	82.862.672	89.247.903	90.144.567
Patrimonio	186.635.129	205.703.433	232.926.295	265.288.257	246.718.085
Total Pasivos	306.482.954	319.702.716	356.734.421	405.237.435	391.646.622
Resultado De Explotacion	17.000.207	14.627.522	21.436.124	30.901.287	23.918.896
Margen De Explotacion	20.123.791	18.378.942	26.055.984	35.284.036	28.385.313
Ingresos de explotación	92.170.333	105.318.360	124.396.662	221.305.122	257.854.382
Costos de explotación (menos)	-72.046.542	-86.939.418	-98.340.678	-186.021.086	-229.469.069
Gastos de administración y ventas (menos)	-3.123.584	-3.751.420	-4.619.860	-4.382.749	-4.466.417
Resultado Fuera De Explotacion	-15.173.793	-8.723.074	-10.203.240	-14.204.185	-14.665.244
Gastos financieros (menos)	-15.115.273	-6.280.563	-5.321.022	-5.589.553	-6.137.438
Resultado Antes De Impuesto	1.826.414	5.904.448	11.232.884	16.697.102	9.253.652
Impuesto A La Renta	-525.087	-1.200.645	6.425.364	-4.862.355	-3.808.293
Utilidad (Perdida) Del Ejercicio	1.779.312	5.134.230	17.436.782	11.631.522	5.326.453
Razón Circulante	0,90	1,57	1,36	1,70	1,35
Razón Ácida	0,79	1,40	1,22	1,57	1,24
Capital de Trabajo	-4.299.444	16.263.454	13.345.351	32.413.390	17.447.947
Pasivo Circulante/Patrimonio	0,23	0,14	0,16	0,17	0,20
Pasivo Largo Plazo/Patrimonio	0,40	0,40	0,36	0,34	0,37
Pasivo Exigible/Patrimonio	0,62	0,54	0,51	0,51	0,57
Ebitda	25.820.964	24.287.740	30.608.771	39.622.914	33.630.258
Cobertura de Gastos Financieros	1,71	3,87	5,75	7,09	5,48
ROE	1,18%	2,62%	7,50%	7,50%	7,50%
ROA	0,58%	1,64%	4,90%	4,90%	4,90%
Margen Operacional	18,44%	13,89%	17,23%	13,96%	9,28%
Margen de Explotación	21,83%	17,45%	20,95%	15,94%	11,01%
Margen Ebitda	28,01%	23,06%	24,61%	17,90%	13,04%
Deuda Financiera Ebitda	3,72	3,58	2,89	2,41	2,83
Deuda Total/Ebitda	5,37	5,67	3,91	3,42	4,17